

На правах рукописи



**ЗАХАРОВ
ЮРИЙ ПАВЛОВИЧ**

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ И ОЦЕНКА УЧАСТИЯ
СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В ИХ ДЕМПФИРОВАНИИ**

05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Екатеринбург, 2013

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: **Ерохин Петр Михайлович**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Фишов Александр Георгиевич**,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВПО «Новосибирский
государственный технический
университет», заведующий кафедрой
«Автоматизированные
электроэнергетические системы»

Машалов Евгений Владимирович,
кандидат технических наук,
ОАО «НТЦ ЕЭС», начальник
департамента электротехнических задач

Ведущая организация: **ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЫПРОЕКТ»**

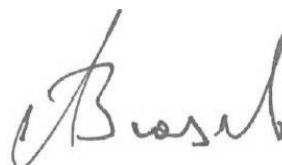
Защита состоится 25 декабря 2013 г. в 14 часов 15 минут на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. Э-217.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина.

Автореферат разослан «22» ноября 2013 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета Д.212.285.03



Зюзев А.М.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Низкочастотные колебания мощности являются одной из основных проблем надежности и функционирования энергосистем во всем мире. Это связано с тем, что наличие таких колебаний может значительно снизить допустимые перетоки мощности в системе и, как следствие, ухудшить экономику при обеспечении необходимого уровня надежности.

Колебания естественны для каждой энергосистемы и возникают вследствие малых изменений нагрузки в системе и возмущений, таких как отключения генераторов или линий. Настоящий этап развития энергетики характеризуется наличием крупных концентрированных энергосистем, соединенных относительно слабыми связями, в состав которых активно включаются мощности распределенной генерации. Изменение состава генерации и структуры электропотребления приводит к уменьшению постоянной инерции элементов энергосистем, увеличивая чувствительность параметров режима энергосистемы к малым возмущениям. В целях повышения управляемости энергосистем внедряется новое оборудование, оснащенное современными быстродействующими устройствами регулирования: асинхронизированные синхронные генераторы, FACTS, накопители энергии и др. В результате энергосистема приобретает новые свойства, в том числе и некоторые негативные, проявляющиеся, в частности, в возникновении низкочастотных колебаний ее режимных параметров.

Влияние изменения нагрузки, составляющего небольшую долю от потока мощности, может оказаться неодинаковым для устойчивых колебаний, которые являются приемлемыми, и неустойчивых колебаний, развитие которых может привести к системной аварии. Увеличение передачи мощности на большие расстояния ведет к тому, что межзональные колебания становятся слабозатухающими или даже опасными.

Собственные частоты низкочастотных колебаний (НЧК) расположены в диапазоне $0,1 \div 3,0$ Гц. Среди них имеются как локальные, так и общесистемные колебания, охватывающие практически всю энергосистему. Локальные колебания характеризуют параметры взаимных качаний синхронных машин в подсистемах, общесистемные – качания подсистем или групп генераторов относительно друг друга.

Уровень затухания колебаний в энергосистеме обычно зависит от активного управления при помощи системных регуляторов, установленных у генераторов, и может существенно меняться в зависимости от текущих характеристик генератора и нагрузки.

При анализе результатов измерений затухания часто выявляются периоды, в течение которых затухание колебаний является слабым. Слабое затухание означает, что система может оказаться ненадежной, так как нет уверенности в том, что динамический отклик на последующие события будет устойчивым. Такую ситуацию нельзя точно отобразить в рамках динамической модели системы. Поэтому контроль затухания на основе измерений важен для предотвращения потенциальных угроз надежности, прежде чем они будут способствовать развитию крупного возмущения.

Инструментом, позволяющим реализовать мониторинг НЧК, является Система мониторинга переходных режимов (СМПР). Создание СМПР инициировано Системным оператором в 2005 году. На протяжении восьми лет в

ОАО «СО ЕЭС» ведется работа по развитию инфраструктуры сбора данных и применению синхронизированных векторных измерений в технологиях диспетчерского и автоматического управления.

СМПР – высокотехнологичная система, базирующаяся на технологии синхронизированных векторных измерений параметров электромеханических переходных режимов. По состоянию на апрель 2013 года сбор данных СМПР производится с 43 энергообъектов ЕЭС (207 Регистраторов Переходных Процессов - РПП). Из них в режиме реального времени – с 20 энергообъектов.

Использование СМПР позволяет получать с РПП синхронизированные во времени телеизмерения напряжения, тока и частоты с адекватной точностью. Результаты измерений, полученные в режиме онлайн с системы СМПР, подлежат дальнейшей обработке с целью определения основной частоты и затухания электромеханических колебательных мод в штатном режиме функционирования электроэнергетической системы.

Внедрение СМПР привело к появлению ряда алгоритмов мониторинга колебаний, использующих множество синхронизированных измерений из разных точек сети. Общая суть этих алгоритмических подходов заключается в следующем: в реальном времени оценивается эквивалентная модель системы, на основании этой модели из отклонений процесса определяются коэффициенты демпфирования, частота и колебательные моды.

Использование упрощенной эквивалентной модели вносит определенные погрешности в результаты мониторинга. Исследование, проводимое в рамках диссертации, направлено на создание инструментов мониторинга НЧК, позволяющих определять параметры, характеризующие электромеханические колебания, на основе измеряемых в реальном времени сигналов без оценивания эквивалентных моделей энергосистем.

В настоящее время в России не в полной мере изучены вопросы идентификации и превентивного демпфирования низкочастотных колебаний. Исследование, проводимое в рамках данной работы, направлено на преодоление этого пробела.

Цель исследования заключается в совершенствовании теории и практики идентификации и демпфирования НЧК.

Для достижения цели в работе были поставлены и **решены следующие задачи:**

1. исследование методов идентификации НЧК;
2. выбор метода, сохраняющего свойства нелинейности и нестационарности процессов, протекающих в энергосистеме;
3. разработка и реализация алгоритма идентификации и оценки демпфирования НЧК на базе выбранного метода;
4. разработка и реализация метода оценки участия синхронного генератора в демпфировании колебаний при определении величины синхронизирующей мощности.

Объект исследования. Объектами исследования в работе являются реальная энергосистема и модели, описывающие электромеханические переходные процессы в энергосистемах.

Методика исследований. В исследовании применялись модели энергосистем, разработанные в теории электромеханических переходных

процессов в энергосистемах. Моделирование переходных процессов осуществлялось с применением теории дифференциальных уравнений. Предложенные методики тестировались на традиционных, общепризнанных моделях ЭЭС с помощью имитационного компьютерного моделирования.

Научная новизна заключается в разработке метода количественной оценки параметров НЧК и роли синхронных генераторов в их демпфировании. Количественная оценка роли генератора в циклах НЧК реализована путем анализа поведения его синхронизирующей мощности.

Достоверность научных результатов подтверждена вычислительными экспериментами на математических моделях ЭЭС и анализом событий, происходивших в реальной энергосистеме. Эффективность разработанного метода идентификации НЧК подтверждена сопоставлением результатов с традиционными методами анализа низкочастотных колебаний моделей ЭЭС.

Практическая ценность

1. Решена задача идентификации и оценки величины демпфирования НЧК.
2. Разработано программное обеспечение «Оценка тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе данных системы мониторинга переходных режимов» (ПО МНЧК). ПО МНЧК предназначено для работы в режиме off line с информацией, получаемой от Автоматической системы сбора информации с регистраторов СМР (АС СИ СМР), и предоставляет пользователю инструментарий для мониторинга и анализа низкочастотных колебаний параметров электрического режима при электромеханических переходных процессах в энергосистеме.

Положения, выносимые на защиту:

1. развитие методов идентификации НЧК электроэнергетических систем;
2. обоснование использования метода эмпирической модовой декомпозиции (ЭМД) для идентификации и демпфирования НЧК;
3. разработанный метод оценки участия синхронного генератора в демпфировании колебаний при определении величины синхронизирующей мощности.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертации докладывались и обсуждались на конференциях: III Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», Екатеринбург, 2012; 4-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 2013; IV Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», Новочеркасск, 2013; на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, 2013.

Публикации. По результатам исследования опубликовано 10 печатных работ, в том числе одна статья в Вестнике ЮУрГУ, рекомендованном ВАК РФ для публикаций материалов диссертационных работ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 83 наименований и 3 приложений. Объем работы - 95 страниц, включая 39 рисунков и 7 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цели и задачи исследования, представлены научная новизна и практическая ценность, перечислены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе приведены описание и возможности применения методов идентификации, используемых в изучении слабо демпфируемых электромеханических мод в электроэнергетических системах.

Методы идентификации созданы для обработки результатов моделирования или измеренных данных и применяются вне зависимости от размеров системы. Эффективность их работы зависит от наличия и качества временных сигналов. Методы идентификации используются в том случае, если линеаризация не представляется возможной или моделирование недоступно. На практике методы идентификации применяются для верификации модели, анализа устойчивости и управления режимами энергосистемы.

Методы идентификации имеют свои ограничения. Если методы линеаризации позволяют определить все моды для заданных условий, то методы идентификации позволяют определить моды только рассматриваемого сигнала. Более того, моды, относительно хорошо демпфированные, и моды, входящие в зашумленные сигналы, сложно выявить. В связи с этим, методы идентификации применяются в том случае, когда есть опасность получения ложных мод и когда система нелинейна.

Используемые в настоящее время методы идентификации условно разделены на три группы.

К первой группе можно отнести методы, использующие преобразование Фурье и предназначенные для исследования линейных и стационарных процессов. Основным их достоинством является хорошо проработанная, законченная теория. К недостаткам следует отнести использование априорно заданного базиса (функций синуса и косинуса, меандровых функций Уолша) и затрудненность получения информации о локализации во времени компонент сигнала.

Ко второй группе методов, предназначенных для исследования линейных нестационарных процессов, относят вейвлет-анализ, сингулярный анализ, методы Вигнера-Вилла и Прони. Достоинством этих методов является получение информации о спектральном составе исследуемого процесса и его изменении во времени или пространстве. К недостаткам следует отнести использование априорно заданного базиса (вейвлеты Хаара, Мейера и др.), что вносит дополнительную погрешность в результат исследования.

К третьей группе относят метод ЭМД, предназначенный для исследования нелинейных нестационарных процессов. Основным достоинством метода является формирование адаптивного базиса, функционально зависящего от содержания самих данных. Результаты сравнительного анализа трех групп методов идентификации приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты анализа методов частотно-временного анализа

Характеристика процесса	Линейный, стационарный	Линейный, нестационарный		Нелинейный, нестационарный
Метод анализа	Преобразование Фурье	Вейвлет-анализ, Вигнер-Вилл, метод Прони и др.	Singular Spectral Analysis (SSA) – метод «Гусеница»	Empirical Mode Decomposition (EMD)
Базис	Априорный	Априорный	Адаптивный	Адаптивный
Индикация (оцениваемые параметры)	Амплитуда – частота	Амплитуда – время – частота		Амплитуда – время – частота
Особенность извлечения составляющей	нет	нет (искл.: непрерывный вейвлет-анализ)	нет	да
Теоретическое ядро	Законченная теория	Законченная теория с продолжающимся усовершенствованием отдельных методов		Эмпирический метод с продолжающимся усовершенствованием отдельных процедур

ЭМД – метод разложения сигналов на функции, которые получили название «эмпирических мод». Метод представляет собой последовательную вычислительную процедуру разложения исходных данных (непрерывных или дискретных сигналов) на эмпирические моды или внутренние колебания – IMF (intrinsic mode functions).

Эмпирическая мода – это функция, обладающая следующими свойствами:

- количество экстремумов функции (максимумов и минимумов) и количество пересечений нуля не должны отличаться более чем на единицу;
- в любой точке функции среднее значение огибающих линий, определенных локальными максимумами и локальными минимумами, должно быть нулевым.

IMF представляет собой циклическую функцию с переменными во времени амплитудой и частотой в отличие от простой гармоники, характеризуемой постоянными амплитудой и частотой. Любую функцию и любой произвольный сигнал можно представить в виде семейства функций IMF.

Эмпирические моды, в отличие от гармонического анализа, где модель сигнала задается заранее, вычисляются в ходе процесса путем извлечения непосредственно из реального сигнала. Разложение на эмпирические моды позволяет анализировать локальные явления, поэтому данный метод применим при обработке нестационарных временных рядов (или процессов).

Базис ЭМД обладает важными для практических приложений свойствами: ортогональностью, локальностью, полнотой и адаптивностью. Эти свойства чрезвычайно важны. В частности, полнота базиса гарантирует конечное количество мод, если сигнал имеет конечное число степеней свободы (конечную длительность, а значит, конечную энергию). Полнота базиса обусловлена тем, что число экстремумов, по которым строятся огибающие, уменьшается с увеличением номера моды, а значит, в конечном итоге будет выделен результирующий остаток, который невозможно декомпозировать в дальнейшем. Такой результирующий остаток представляет собой либо константу, либо тренд сигнала.

Во второй главе приводится подробное описание метода ЭМД, положенного в основу модального анализа, и сопоставление результатов его работы с методом линеаризации динамической модели системы.

Декомпозиция, применяемая в методе ЭМД, основана на предположении, что любые данные состоят из различных внутренних колебаний. В любой момент времени данные могут иметь различные сосуществующие внутренние колебания, наложенные одно на другое. Каждое колебание, линейное или нелинейное, стационарное или нестационарное, представляет собой модовую функцию, которая в определенной степени «симметрична» относительно локального среднего значения, а, следовательно, имеет экстремумы и нулевые пересечения. Суть метода ЭМД заключается в последовательном вычислении эмпирических мод $c_j(t)$ и остатков $r_j(t) = r_{j-1}(t) - c_j(t)$, где $j = 1, 2, 3 \dots n$ при $r_0 = x(t)$. В результате, получается разложение сигнала в виде суммы модовых функций $c_j(t)$ и конечного остатка $r_n(t)$:

$$x(t) = \sum_{j=1}^n c_j(t) + r_n(t), \quad (1)$$

где $x(t)$ – анализируемый сигнал; n – количество эмпирических мод, которое устанавливается в ходе вычислений.

Работа метода ЭМД реализуется по следующему алгоритму.

1. Определяются все локальные экстремумы (максимумы и минимумы) исходного сигнала $x(t)$;

2. Строятся огибающие сигнала: верхняя, аппроксимирующая локальные максимумы, и нижняя, аппроксимирующая локальные минимумы;

3. Определяется функция средних значений $m_1(t)$ между огибающими линиями;

4. Определяется первое приближение к функции IMF;

Разность между сигналом $x(t)$ и функцией $m_1(t)$ принимается за первое приближение к первой функции IMF, компоненту операции отсеивания – функцию $h_1(t)$:

$$h_1(t) = x(t) - m_1(t) \quad (2)$$

Повторяются операции 1 и 2, принимая вместо $x(t)$ функцию $h_1(t)$, и определяется второе приближение к функции IMF – компонента отсеивания $h_2(t)$:

$$h_2(t) = h_1(t) - m_2(t) \quad (3)$$

Последующие операции выполняются аналогично, т.е. действует алгоритм итераций нахождения первой функции IMF:

$$h_k(t) = h_{k-1}(t) - m_k(t) \quad (4)$$

5. Выполняется проверка на критерий останова поиска функции IMF;

По мере увеличения количества последовательных операций функция $m_i(t)$, как и функция $h_i(t)$, стремится к неизменяемой форме. Последнее значение $h_k(t)$ операций принимается за наиболее высокочастотную функцию и обозначается $c_1(t) = h_k(t)$ семейства IMF, которая непосредственно входит в состав исходного сигнала $x(t)$.

6. Выполняется удаление первой функции IMF из исходного сигнала;

Извлечение первой функции семейства IMF – $c_1(t) = h_k(t)$, позволяет вычесть ее из исходного сигнала и оставить в нем более низкочастотные составляющие:

$$r_1(t) = x(t) - c_1(t) \quad (5)$$

Функция $r_1(t)$ обрабатывается как новые данные по аналогичной методике отсеивания (операции 1 – 6).

Определяют вторую функцию семейства IMF – $c_2(t)$, после чего процесс продолжается:

$$r_2(t) = r_1(t) - c_2(t) \quad (6)$$

7. Выполняется проверка на завершение работы алгоритма.

Остановка декомпозиции сигнала должна происходить при максимальном «выпрямлении» остатка, т.е. превращении его в тренд сигнала по интервалу задания. Практически процесс может быть завершён по следующим критериям:

1) компонент $c_n(t)$ или остаток $r_n(t)$ во всем интервале задания сигнала становятся несущественными по своим значениям или мощности по сравнению с сигналом;

2) остаток $r_n(t)$ становится монотонной функцией, из которой больше не может быть извлечено функций IMF;

3) заданием относительной среднеквадратичной погрешности реконструкции сигнала по (1) без учета остатка $r_n(t)$.

В результате последовательного выполнения операций 1 – 7, получается разложение сигнала в виде суммы модовых функций и конечного остатка в соответствии с выражением (1).

Для тестирования предложенного метода была применена схема, выполненная в среде MATLAB и представленная в главе 12 книги P.S. Kundur «Power System Stability and Control». Схема приведена на рисунке 1.

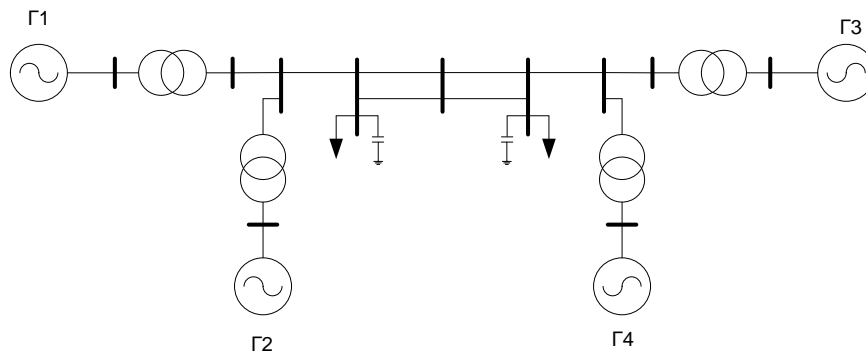


Рисунок 1. Тестовая схема

В качестве примера в схеме из работы были выведены все системные регуляторы. Колебания активной мощности генератора 1 приведены на рисунке 2.

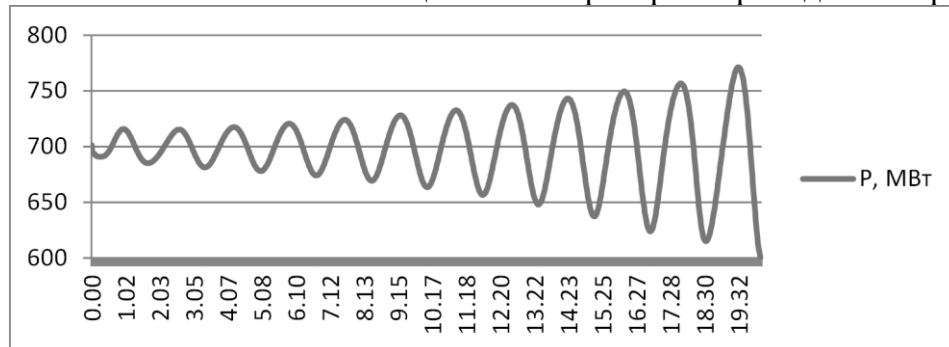
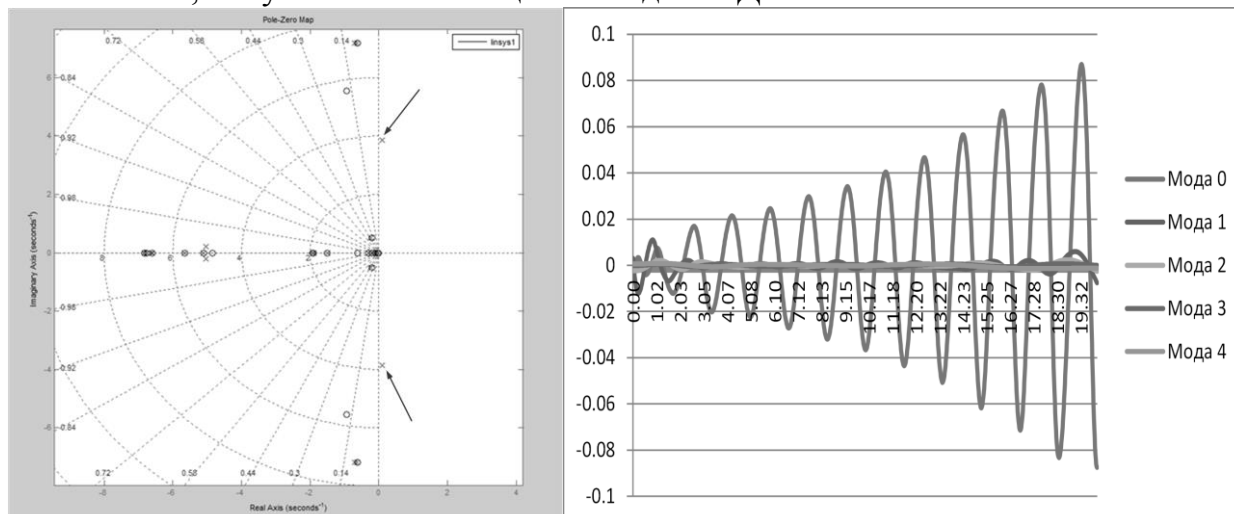


Рисунок 2. Колебания активной мощности генератора 1

Расчетные частоты колебательных компонент получены путем линеаризации динамической модели системы и расчета собственных чисел матрицы состояния.

Результаты расчетов приведены на рисунке 3а. На рисунке 3б приведены компоненты, полученные с помощью метода ЭМД.



а – метод линейризации; б – метод ЭМД

Рисунок 3. Результаты расчета колебательных компонент

На рисунке 3а изображена колебательная компонента частотой 0,60 Гц с положительным декрементом затухания, выявленная в результате линейризации. На рисунке 3б выявлена аналогичная мода, полученная методом ЭМД, что подтверждает эффективность метода ЭМД для идентификации частот.

Метод ЭМД положен в основу разработанного программного обеспечения ПО МНЧК. ПО МНЧК предназначено для работы в режиме off line с информацией, получаемой от АС СИ СМРР, и предоставляет пользователю инструментарий для мониторинга и анализа низкочастотных колебаний параметров электрического режима при электромеханических переходных процессах в энергосистеме. ПО МНЧК введено в промышленную эксплуатацию в ОАО «СО ЕЭС».

В третьей главе представлены результаты вычислительных экспериментов по тестированию метода исследования низкочастотных колебаний на основе разработанных алгоритмов.

Для исследования метода идентификации низкочастотных колебаний был рассмотрен тестовый пример расчета динамики на программном комплексе «RUSTAB». Схема сети и параметры установившегося режима приведены на рисунке 4. Генерация представлена энергоблоком с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) генератора и автоматическим регулятором скорости (АРС) турбины в узле № 1320 и энергоблоком без АРВ в узле № 1319, при этом узел № 320 – балансирующий.

В момент времени 0,7 с в узле 1349 возникает трехфазное короткое замыкание (КЗ), которое устраняется через 2,3 с. Процесс изменения перетока активной мощности по линиям схемы при описанном возмущении представлен на рисунке 5.

Колебания начались после ликвидации КЗ на 3-й секунде и стабилизировались к 4-й. Для анализа НЧК рассматривался интервал времени от 4 до 20 секунд.

Анализ процесса проводился с использованием ПО МНЧК.

По доминирующим модам (рисунок 6), характеризующим колебания параметров режима в узлах сети, получены следующие характеристики:

- частоты мод;

- коэффициент демпфирования каждой моды (декремент затухания Кд);
- величины амплитуд каждой моды;
- сдвиг фаз между модами.

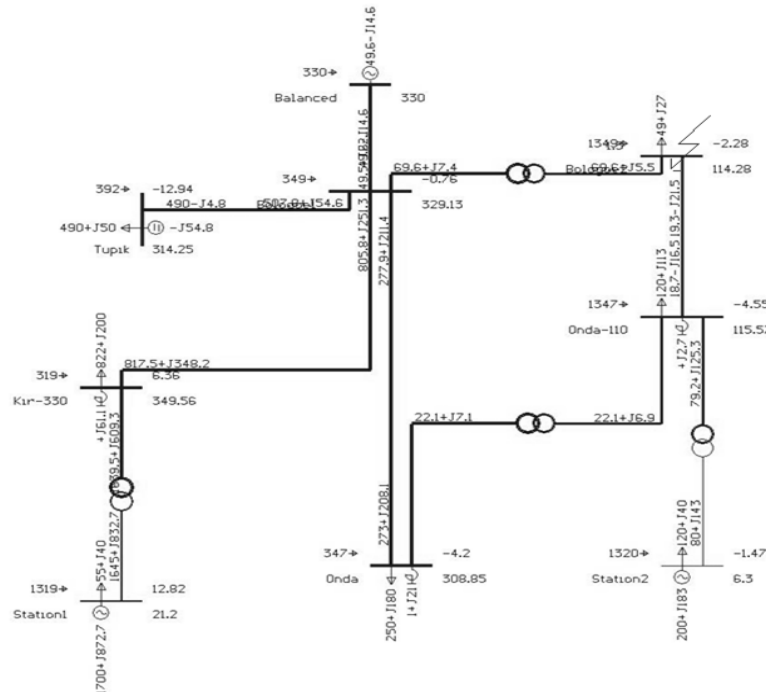


Рисунок 4. Схема сети для тестового примера расчета переходного процесса в ПК «RUSTAB»

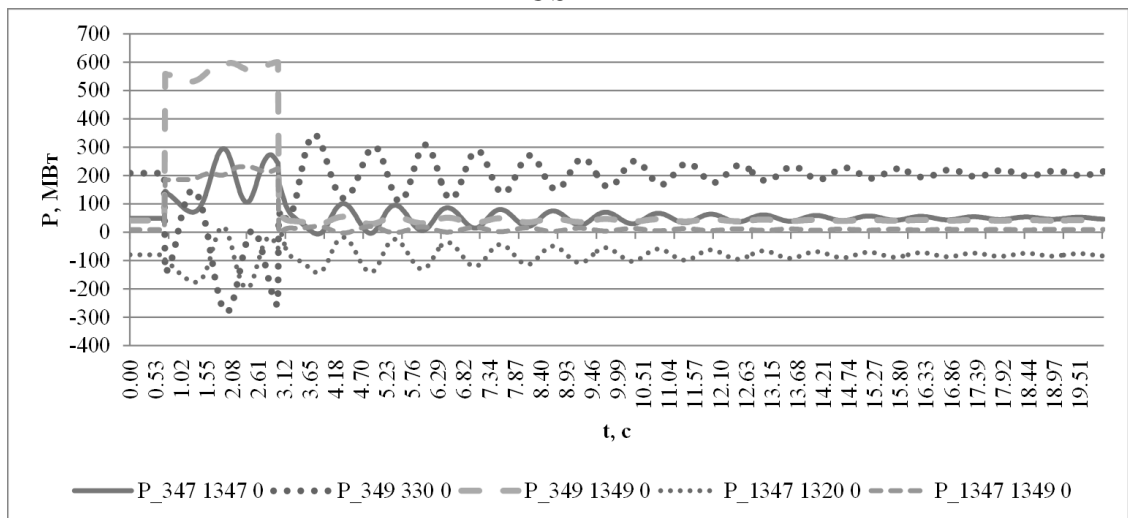


Рисунок 5. Процесс изменения перетока активной мощности по линиям схемы

Частоты мод характеризуют взаимодействие генераторов друг с другом и с нагрузками сети. Определение частот доминантных мод позволяет выделить наиболее важные колебательные электромеханические процессы в области низких частот. В общем случае частота (угловая скорость) моды – величина непостоянная. Коэффициент демпфирования моды – важный индикатор устойчивости, необходимый для раннего предупреждения о небезопасности режима. Так, слабое демпфирование показывает, что существует риск возникновения незатухающих колебаний при последующих изменениях системных условий. Коэффициент демпфирования моды используется в качестве индикатора безопасности режима системы в реальном времени, а также как количественная характеристика запаса

устойчивости. Слежение за амплитудами мод позволит визуализировать распределение мод НЧК по энергосистеме.

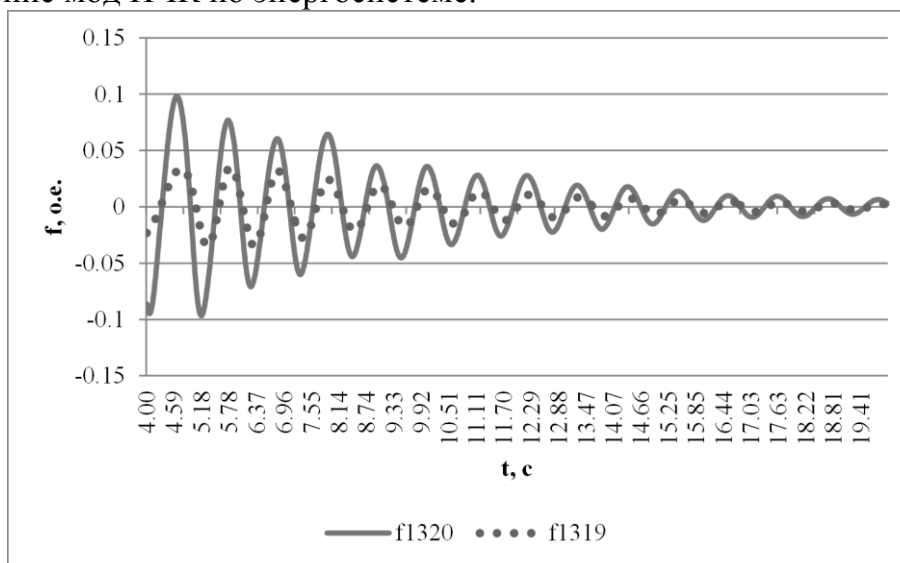


Рисунок 6. Доминантные моды частот генераторов

Амплитуды, частоты и фазы мод колебаний в точках замера режимных параметров могут также использоваться для оценки качества динамических моделей энергосистемы и их верификации.

В таблице приведены полученные характеристики доминирующих мод для узла № 1320, аналогично были получены характеристики для остальных узлов. Результаты приведены в графической форме на рисунках 7 и 8.

Таблица 2 – Характеристики мод в узле 1320

	Характеристики мод			
	Частота (средняя), Гц	Амплитуда (макс.), им.ед.	Фаза ($t=6c$), гр.	Декремент затухания, о.е.
f_{1320}	0,916	0,109	87,211	0,198
U_{1320}	0,917	0,153	186,708	0,198
δ отн. 1320	0,918	5,562	5,188	0,196
$P_{нагр\ 1320}$	0,920	6,180	186,491	0,198
$Q_{нагр\ 1320}$	0,917	2,054	187,093	0,198
$P_{ген\ 1320}$	0,920	58,526	11,582	0,198
$Q_{ген\ 1320}$	0,919	25,119	8,957	0,198
$I_{воз\ 1320}$	0,916	10,823	7,363	0,203
$P_{нач\ 1320 - 1347}$	0,919	62,729	10,245	0,197
$Q_{нач\ 1320 - 1347}$	0,917	28,724	191,283	0,199

Далее представлен анализ рассчитанных параметров и их соотношений:

1. Наибольшая амплитуда доминантной моды частоты наблюдалась в генераторном узле № 1320, при этом она более чем в 2 раза превысила амплитуду в узле № 1319, что продемонстрировано на рисунке 6.

2. Моды реактивной мощности и тока возбуждения находятся в противофазе с напряжением в узле № 1320 (рисунок 7), что говорит о работе АРВ генератора для стабилизации напряжения.

3. Фаза моды активной мощности узла № 1320 практически совпадает с фазой моды относительного угла вектора напряжения этого узла и отстает от моды частоты на 75^0 (рисунок 8).

4. Наибольшая амплитуда доминантных мод колебаний активной и реактивной мощностей наблюдается в линии 1320-1347, связывающей генератор с системой.

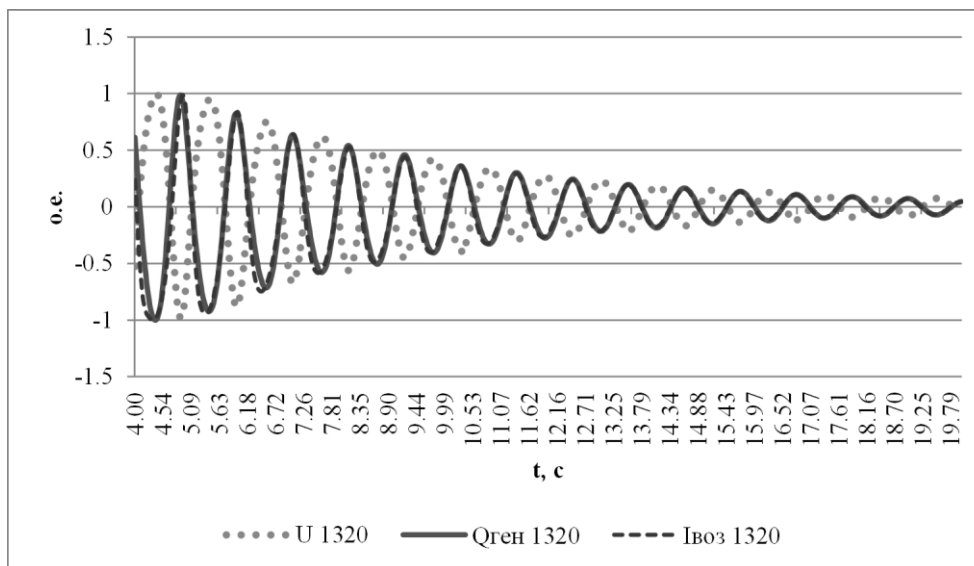


Рисунок 7. Доминантные моды напряжения, реактивной мощности и тока возбуждения в узле № 1320 (о.е.)

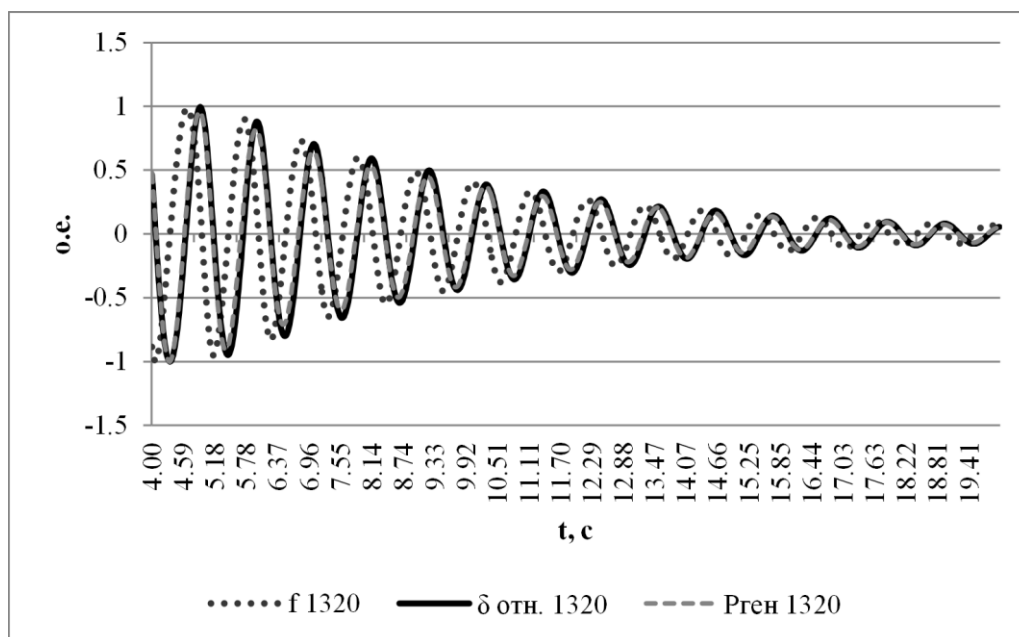


Рисунок 8. Доминантные моды частоты, фазового угла напряжения и активной мощности в узле № 1320 (о.е.)

Колебания активной мощности по линии 1320-1347 согласованы по фазе с колебаниями фазового угла в узле № 1320 и сдвинуты примерно на 77° относительно колебаний частоты в узле № 1320.

В процессе расчетов был выявлен ряд закономерностей.

Для моды частоты в узлах:

- наименьшая фаза моды частоты φ_{fc} в начале НЧК – индикатор близости узла к месту возмущения;

- наибольшее абсолютное значение скорости изменения частоты моды ($|df_c(t)/dt|$) в узле в начале НЧК – индикатор близости узла к месту возмущения;
- противофаза мод частоты в узлах указывает на то, что генераторы в этих узлах колеблются в противофазе.

Для моды мощности в узлах:

- генератор участвует в демпфировании на интервалах цикла НЧК, если фаза моды колебаний его активной мощности отстает от моды частоты на угол до 90° .

Для моды мощности в линиях:

- амплитуды НЧК активной мощности принимают наибольшее значение в ВЛ (сечениях), связывающих районы, в которых генераторы колеблются в противофазе, или между колеблющимися генераторами и остальной системой;
- АРВ генератора участвует в демпфировании колебаний, если мода тока возбуждения (реактивная мощность) находится в противофазе с его модой напряжения.

Соотношения параметров мод:

- группы когерентных генераторов могут быть идентифицированы по амплитуде и близости фаз мод колебаний их частоты и мощности.

Из приведенных результатов следует, что анализ амплитуд и фаз мод НЧК позволяет определить местоположение колеблющихся генераторов, а также направления, по которым передается обменная мощность при качаниях генераторов.

В главе 4 приводится описание метода количественной оценки участия синхронного генератора в демпфировании колебаний. Количественная оценка роли генератора в циклах НЧК может быть реализована путем анализа поведения его синхронизирующей мощности ($P_{см}$). При правильной настройке системных регуляторов $P_{см}$ всегда противодействует изменению частоты системы, создавая синхронизирующий момент и действуя на уменьшение скольжения.

Точное определение синхронизирующей мощности требует измерения угла нагрузки генератора и величины скольжения. Для этого необходимы непосредственные измерения угловой скорости и положения ротора. Приближенная оценка угла нагрузки генератора может быть получена с использованием характеристики холостого хода и параметров обмотки возбуждения.

В качестве меры демпферных свойств генератора целесообразно принять величину энергии, затраченной генератором на противодействие скольжению ротора относительно частоты системы, т.е. синхронизирующей энергии на интервале времени переходного электромеханического процесса.

Для оценки способности генератора сохранять синхронный режим при отклонении угла нагрузки синхронной машины θ от некоторого установившегося значения θ_0 на некоторую величину $\Delta\theta$ используют синхронизирующий момент $\partial M/\partial\theta$ и, соответственно, удельную синхронизирующую мощность $\partial P/\partial\theta$.

Величина активной синхронизирующей энергии генератора в течение цикла НЧК (при $|f_p(t) - f_n| < \Delta f_{доп.откл.}$) определяется выражением

$$W_{\text{сц}} = \int_{\text{нц}}^{\text{кц}} P_{\text{см}}(t) dt \quad (7)$$

где $W_{\text{сц}}$ – синхронизирующая энергия в течение цикла НЧК;

«нц», «кц» – начало и конец цикла, соответственно;

$P_{\text{см}}(t)$ – синхронизирующая мощность в момент времени t .

Тогда синхронизирующая энергия на интервале времени переходного электромеханического процесса определится как сумма $W_{\text{сц}}$ всех циклов колебаний.

Если пренебречь магнитными потерями и электрическими потерями в обмотке якоря, то электромагнитную мощность можно принять равной активной мощности генератора $P_{\text{эм}} = P_{\text{Г}}$ и при наличии прямых измерений активной мощности и угла нагрузки генератора можно определить удельную синхронизирующую мощность $P_{\text{см}}(t)$ для любого момента времени:

$$P_{\text{см}}(t) = \partial P_{\text{эм}}(t) / \partial \theta(t) \quad (8)$$

При правильной настройке системных регуляторов $P_{\text{см}}$ всегда препятствует изменению частоты системы, прикладывая синхронизирующий момент, действуя на уменьшение скольжения $\Delta f_{\text{с-р}}$.

Влияние автоматических регуляторов скорости вращения турбины на $P_{\text{см}}(t)$ определяется отклонением $f_{\text{р}}(t)$ от номинального значения $(f_{\text{р}}(t) - f_{\text{н}})$. Если $|f_{\text{р}}(t) - f_{\text{н}}| < \Delta f_{\text{доп.откл.}}$ не выходит за границы зоны нечувствительности, механический момент на валу СГ $M_{\text{Т}}(t)$ можно считать постоянным и не влияющим на $P_{\text{см}}(t)$.

Влияние АРВ СГ проявляется через изменение $P_{\text{эм}}(t)$ и может быть определено по измерениям тока возбуждения $I_{\text{f}}(t)$, а также векторов напряжения $\bar{U}_{\text{Г}}(t)$ и тока $\bar{I}_{\text{Г}}(t)$ статора:

$$I_{\text{f}}(t) \rightarrow \bar{U}_{\text{Г}}(t) * \bar{I}_{\text{Г}}(t) \rightarrow P_{\text{эм}}(t) \quad (9)$$

Для определения значений удельного синхронизирующего момента и удельной синхронизирующей мощности, соответствующих режиму работы синхронной машины в момент времени t , необходимо значение угла нагрузки синхронной машины.

В работе рассмотрены способы определения угла нагрузки синхронной машины для трех случаев состава непосредственно измеряемых параметров регистраторами СМНР на генераторе.

Способ 1

Для синхронной машины, работающей параллельно с системой, имеются измерения и полученные только из них следующие параметры:

- напряжение фаз обмотки статора $u_{\text{а}}, u_{\text{б}}, u_{\text{с}}$;
- ток фаз обмотки статора $i_{\text{а}}, i_{\text{б}}, i_{\text{с}}$;
- фазовый сдвиг между напряжением и током фазы обмотки статора $\varphi_{\text{а}}, \varphi_{\text{б}}, \varphi_{\text{с}}$;
- напряжение обмотки возбуждения u_{f} ;
- ток обмотки возбуждения i_{f} ;
- угловое положение ротора;
- частота напряжения системы $f_{\text{с}}$;

- синхронная электрическая угловая скорость вращения поля статора $\omega_c = 2\pi f_c$;
- электрическая угловая скорость вращения ротора ω ;
- угол нагрузки синхронной машины θ .

Значение угла нагрузки синхронной машины θ может быть определено либо путем непосредственных измерений, либо используя интегрирование разности мгновенных значений электрической угловой скорости вращения ротора ω и синхронной электрической угловой скорости вращения поля статора (частота системы):

$$\theta = \int_0^t (\omega - \omega_c) dt \quad (10)$$

Для этого случая удельная синхронизирующая мощность $P_{см}(t)$ для любого момента времени определяется по формуле (8).

Кроме того, при таком составе прямых измерений возможно:

- определить значение полного индуктивного сопротивления якоря синхронной машины $X_1 = (X_a + X_\sigma)$, соответствующее режиму работы в текущий момент времени и его составляющие: главное индуктивное сопротивление фазы обмотки якоря X_a , индуктивное сопротивление рассеяния фазы обмотки якоря X_σ , а также полное индуктивное сопротивление по продольной оси X_d и полное индуктивное сопротивление по поперечной оси X_q ;
- оценить влияние автоматического регулирования возбуждения конкретной синхронной машины на ее работу параллельно с сетью в текущий момент времени.

Способ 2

Для синхронной машины, работающей параллельно с сетью, выполняются измерения следующих параметров:

- напряжение обмотки статора u_a, u_b, u_c ;
- ток обмотки статора i_a, i_b, i_c ;
- фазовый сдвиг между напряжением и током обмотки статора $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$;
- напряжение обмотки возбуждения u_f ;
- ток обмотки возбуждения i_f ;
- частота напряжения системы f_c .

При малых колебаниях ротора отклонения угла нагрузки синхронной машины относительно начального значения малы, тогда можно считать, что $\sin(\Delta\theta) \cong \Delta\theta = \theta - \theta_0$. В этом случае допустимо при определении угла нагрузки использовать экспериментальные или проектные параметры (номинальные значения напряжения и тока, индуктивное сопротивление Потье X_p , индуктивное сопротивление рассеяния фазы обмотки якоря X_σ и др.) и характеристики (холостого хода, 3-фазного короткого замыкания и др.).

Тогда значение угла нагрузки синхронной машины можно определить с применением уравнений, соответствующих векторной диаграмме синхронной машины:

$$U \sin(\theta) = X_q I_q - R I_d \quad (11)$$

$$U \cos(\theta) = E_f - X_d I_d - R I_q, \quad (12)$$

Где U – фазное напряжение на выводах обмотки якоря;

θ – угол между вектором ЭДС \dot{E}_f и вектором \dot{U} ;

E_f – ЭДС возбуждения, индуцируемая в фазе обмотки якоря полем взаимной индукции от МДС возбуждения;

X_q, X_d – полное индуктивное сопротивление по поперечной оси и полное индуктивное сопротивление по продольной оси, соответственно;

$I_q = I \cos(\beta), I_d = I \sin(\beta)$ – поперечная и продольная составляющие вектора фазного тока обмотки якоря $\dot{I} = I_d + j I_q$;

$\beta = \theta + \varphi$ – угол между вектором \dot{E}_f и вектором \dot{I} ;

φ – угол между вектором \dot{U} и вектором \dot{I} ;

R – активное сопротивление фазы обмотки якоря;

тогда

$$\theta = \arctg \left(\frac{X_q I_q - R I_d}{E_f - X_d I_d - R I_q} \right) \quad (13)$$

Учет насыщения магнитной цепи может осуществляться для известных значений тока нагрузки и тока возбуждения в текущий момент времени.

Неопределенность значения угла нагрузки синхронной машины будет зависеть от:

- интервала интегрирования мгновенных значений напряжения обмотки статора, тока обмотки статора, тока обмотки возбуждения;
- гистерезиса (неоднозначности) зависимости ЭДС холостого хода и, как следствие, напряжения и тока статора от значения тока обмотки возбуждения.

Способ 3

Для синхронной машины, работающей параллельно с сетью, выполняются измерения следующих параметров:

- напряжение обмотки статора u_a, u_b, u_c ;
- ток обмотки статора i_a, i_b, i_c ;
- фазовый сдвиг между напряжением и током обмотки статора $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$;
- частота напряжения системы f_c .

В этом случае значение угла нагрузки синхронной машины приближенно определяется по формуле (13), считая значения параметров постоянными и независимыми от нагрузки и тока возбуждения.

Неопределенность значения угла нагрузки синхронной машины зависит от:

- интервала интегрирования мгновенных значений напряжения обмотки статора, тока обмотки статора, тока обмотки возбуждения;
- величины отклонения параметров синхронной машины для значений напряжения и тока нагрузки и тока возбуждения, соответствующих режиму работы синхронной машины в текущий момент времени, от значений, принятых неизменными.

Таким образом, определив угол нагрузки синхронной машины, по формуле (8) можно определить синхронизирующую мощность для любого момента времени. По зависимости $P_{см}(t)$ можно оценить качество работы системных регуляторов.

Оценка влияния допущений, принятых в способе 3, выполнена в среде MATLAB на тестовой схеме, представленной в главе 2. В качестве примера из работы были выведены системные стабилизаторы генераторов 1, 2, 4, в результате чего наблюдаются затухающие НЧК активной мощности генераторов амплитудой до 50 МВт и частотой 0,55 Гц. На рисунке 9 приведен график НЧК активной мощности P_r , зафиксированные на генераторе 3. На рисунке 10 приведена зависимость активной мощности P_r генератора 3 от значений угла нагрузки генератора θ , полученных в результате измерения (способ 1) и расчета (способ 3).

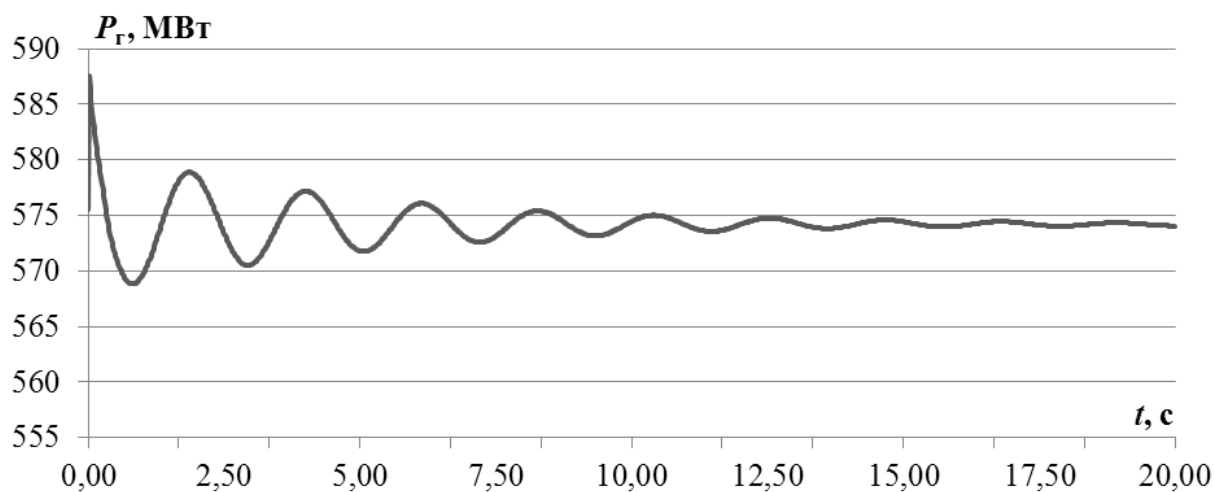


Рисунок 9. Колебания активной мощности генератора 3

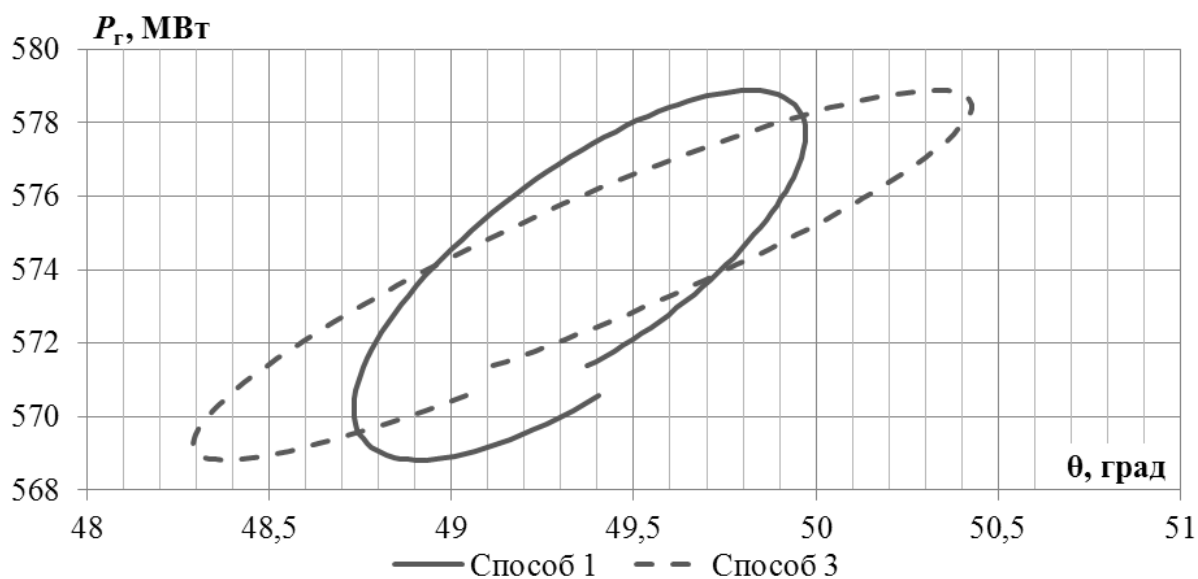


Рисунок 10. Зависимость активной мощности генератора 3 от угла нагрузки генератора

Результаты расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты анализа НЧК активной мощности генератора 3

	$P_r^{\text{ср}}$, МВт	$P_r^{\text{мин}}$, МВт	$P_r^{\text{макс}}$, МВт	$\theta^{\text{ср}}$, град	$\theta^{\text{мин}}$, град	$\theta^{\text{макс}}$, град	$P_{\text{синххд}}^{\text{ср}}$, МВт/град	$P_{\text{синххд}}^{\text{мин}}$, МВт/град	$P_{\text{синххд}}^{\text{макс}}$, МВт/град
Способ 1	574,07	568,82	578,88	49,38	48,73	49,97	8,06	-30,13	38,90
Способ 3				49,39	48,29	50,43	5,42	-25,87	38,07

Из таблицы 3 видно, что принятые для модели в способе 3 допущения приводят к увеличению амплитуды колебаний угла нагрузки генератора и снижению удельной синхронизирующей мощности. В тоже время характер процесса при этом сохраняется, что позволяет выполнить оценочный анализ.

В качестве практического примера оценивалось участие турбогенератора номинальной мощностью 800 МВт в демпфировании низкочастотных колебаний, произошедших во время технологического инцидента.

График активной мощности генератора P_r в данном инциденте приведен на рисунке 11. На рисунке 12 приведены полученные зависимости активной мощности генератора от угла его нагрузки θ по одному циклу НЧК для указанных интервалов.

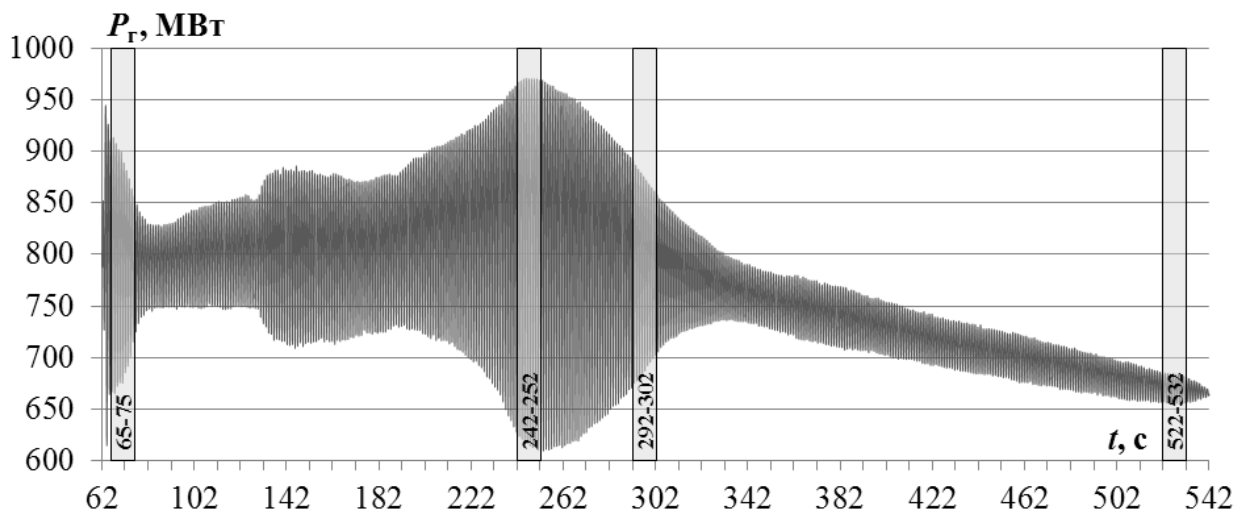


Рисунок 11. Колебания активной мощности генератора

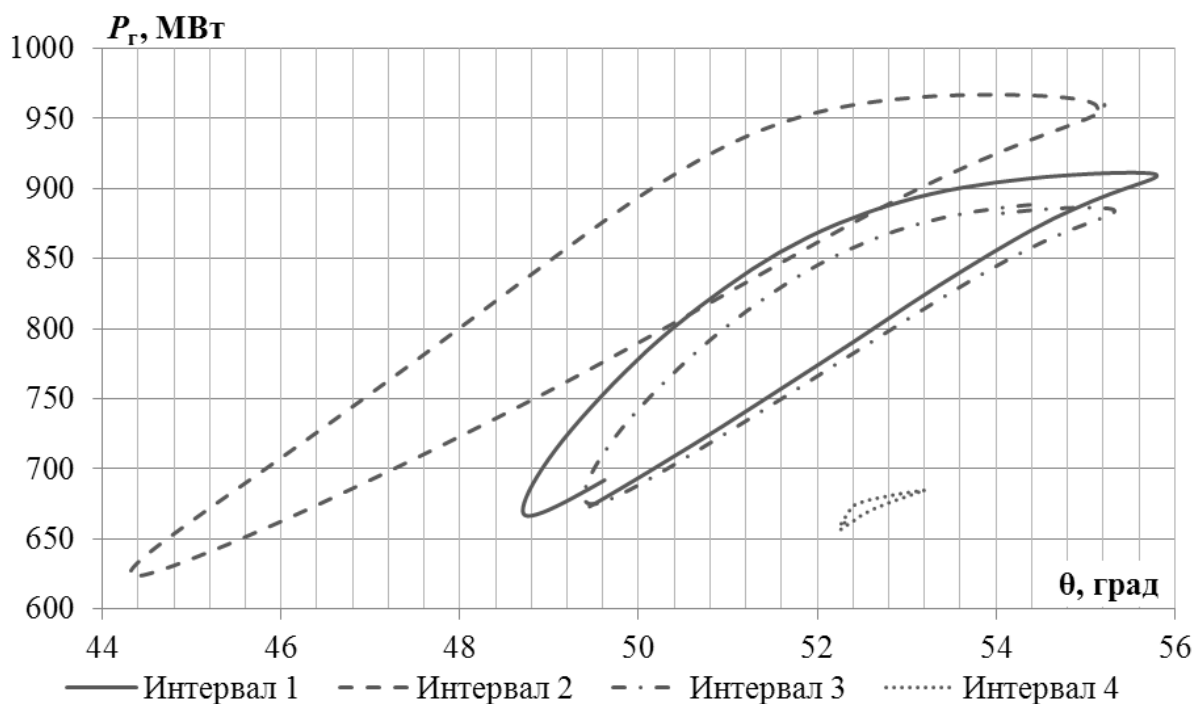


Рисунок 12. Зависимость активной мощности от угла нагрузки генератора

На интервалах по 10 секунд (8 циклов НЧК), обозначенных на рисунке 11, определялись следующие величины:

$P_{\Gamma}^{\text{ср}}$	- среднее значение мощности генератора
$P_{\Gamma}^{\text{мин}}$	- минимальное значение мощности генератора
$P_{\Gamma}^{\text{макс}}$	- максимальное значение мощности генератора
$\theta^{\text{ср}}$	- среднее значение угла нагрузки генератора
$\theta^{\text{мин}}$	- минимальное значение угла нагрузки генератора
$\theta^{\text{макс}}$	- максимальное значение угла нагрузки генератора
$P_{\text{синх.уд}}^{\text{ср}}$	- среднее значение удельной синхронизирующей мощности
$P_{\text{синх.уд}}^{\text{мин}}$	- минимальное значение удельной синхронизирующей мощности
$P_{\text{синх.уд}}^{\text{макс}}$	- максимальное значение удельной синхронизирующей мощности

Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты анализа НЧК активной мощности турбогенератора

Интервал	И1 (65с-75с)	И2 (242с-252с)	И3 (292с-302с)	И4 (522с-532с)
$P_{\Gamma}^{\text{ср}}$, МВт	804,53	835,08	798,59	670,76
$P_{\Gamma}^{\text{мин}}$, МВт	664,16	610,13	674,95	654,57
$P_{\Gamma}^{\text{макс}}$, МВт	913,47	970,99	890,66	684,73
$\theta^{\text{ср}}$, град	52,37	50,13	52,65	52,66
$\theta^{\text{мин}}$, град	48,57	43,63	49,39	52,17
$\theta^{\text{макс}}$, град	55,90	55,50	55,57	53,21
$P_{\text{синх.уд}}^{\text{ср}}$, МВт/град	36,60	26,15	34,82	41,06
$P_{\text{синх.уд}}^{\text{мин}}$, МВт/град	-5,33	-22,40	-0,95	-12,69
$P_{\text{синх.уд}}^{\text{макс}}$, МВт/град	94,92	49,12	94,89	131,78

Средняя удельная синхронизирующая мощность характеризует количество энергии, прилагаемое генератором на демпфирование колебательного процесса. Из таблицы 4 видно, что наименьшая величина $P_{\text{синх.уд}}^{\text{ср}} = 26,15$ МВт/град имела место при наибольшей амплитуде низкочастотных колебаний. После разгрузки генератора ее величина увеличилась до 34,82 МВт/град и, перед затуханием достигла величины 41,06 МВт/град, что позволяет сделать вывод о неоптимальных настройках системного регулятора рассматриваемого турбогенератора.

В заключении обобщены основные результаты работы.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Проанализированы основные методы частотно-временного анализа, проведена сравнительная характеристика методов, выявлены преимущества и недостатки. В ходе анализа было определено, что для идентификации низкочастотных колебаний в энергосистемах целесообразно использовать метод эмпирической модовой декомпозиции.
2. Рассмотрены основные принципы использования обобщенного метода эмпирической модовой декомпозиции для анализа низкочастотных колебаний в энергосистемах. Применение данного метода позволяет отслеживать НЧК с целью идентификации вероятных источников их возникновения, исследовать причины и развитие электромеханических

переходных процессов и определять необходимые упреждающие управляющие воздействия для сохранения устойчивости в системе. Эффективность работы метода эмпирической модовой декомпозиции подтверждена тестовыми расчетами.

3. Метод эмпирической модовой декомпозиции положен в основу математического аппарата модального анализа. Модальный анализ основан на выделении доминантных мод колебаний параметров электрического режима, определении и сопоставлении их характеристик на рассматриваемом интервале времени. К характеристикам относятся частота, амплитуда, фаза колебаний и коэффициент демпфирования. В результате проведенных исследований на реальной энергосистеме и на тестовой модели был выявлен ряд общих закономерностей, позволяющих определить местоположение колеблющихся генераторов и направления, по которым передается обменная мощность при качаниях.
4. Метод эмпирической модовой декомпозиции положен в основу разработанного программного комплекса «Оценка тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе данных системы мониторинга переходных режимов». ПО МНЧК предназначено для работы в режиме off line с информацией, получаемой от Автоматической системы сбора информации с регистраторов СМРР и предоставляет пользователю инструментарий для мониторинга и анализа низкочастотных колебаний параметров электрического режима при электромеханических переходных процессах в энергосистеме. ПО введено в промышленную эксплуатацию в ОАО «СО ЕЭС».
5. Разработан метод идентификации источника колебаний. Идентификация источника выполняется на основании анализа участия синхронных генераторов в циклах НЧК (демпфирует, «раскачивает» или пассивен). Количественная оценка роли генератора в циклах НЧК реализована путем анализа поведения его синхронизирующей мощности. Рассмотрены способы определения угла нагрузки синхронной машины для определения синхронизирующей мощности в зависимости от состава непосредственно измеряемых (контролируемых) параметров регистраторами СМРР на генераторе. Метод идентификации источника колебаний успешно апробирован на тестовой модели и на измерениях, полученных из реальной энергосистемы.
6. Применение модального анализа и метода идентификации источника колебаний позволяют идентифицировать низкочастотное колебание, определить местоположение колеблющихся генераторов и их коэффициенты участия. В дальнейшем, планируется определить возможность использования разработанных методик для определения причин возникновения НЧК в энергосистемах, выработке рекомендаций по их устранению. Важным способом применения метода является оценка качества работы системных регуляторов и оптимизация их настройки.

ПУБЛИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ

Основные положения диссертации опубликованы:

в изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Захаров Ю.П., Бердин А.С., Герасимов А.С., Коваленко П.Ю., Мойсейченков А.Н. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений// Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». – 2013. – Том 13. - №2. с. 62-68.

в прочих изданиях:

1. Бердин А.С., Захаров Ю.П., Семенова Л.А., Коваленко П.Ю. Обобщенный метод эмпирической модовой декомпозиции для идентификации низкочастотных колебаний// Труды Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: состояние, проблемы, перспективы», Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. с. 137–141.
2. Захаров Ю.П., Жуков А.В., Коваленко П.Ю., Лагуткина М.А., Опалев О.Л., Шубин Н.Г., Юдин А.В. Применение модального анализа для исследования низкочастотных колебаний// Сборник материалов Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2012», Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. В 2-х т., т. 2, с. 226–231.
3. Бердин А.С., Ерохин П.М., Филинков А.Н., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю. Использование обобщенного метода эмпирической модовой декомпозиции для анализа низкочастотных колебаний в электроэнергетических системах// Сборник материалов Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2012», Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. В 2-х т., т. 1, с. 134-138.
4. Бердин А.С., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Семенова Л.А. Кубическая сплайновая интерполяция и аппроксимация для мониторинга переходных режимов в энергетических системах// Сборник материалов Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2012», Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. В 2-х т., т. 1, с. 139–143.
5. Ерохин П.М., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Семенова Л.А. Алгоритм локализации экстремумов в обобщенном методе эмпирической модовой декомпозиции// Сборник материалов Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2012», Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. В 2-х т., т. 2, с. 209-213.
6. Бердин А.С., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Лагуткина М.А., Семенова Л.А., Юдин А.В. Применение модального анализа для исследования низкочастотных колебаний в энергосистемах// Известия НТИЦ единой энергетической системы №2 (67), Санкт-Петербург, Россия, 2012. с. 34-41.
7. Бердин А.С., Герасимов А.С., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Шубин Н.Г. Методы исследования нелинейных и нестационарных свойств низкочастотных колебаний в энергосистеме// Сборник докладов 4-ой Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, издание на CD-диске, CIGRE, 2013. С.2.2-5.

8. Захаров Ю.П., Жуков А.В., Коваленко П.Ю., Опалев О.Л., Юдин А.В. Модальный анализ низкочастотных колебаний в энергосистеме// Сборник докладов 4-ой Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, издание на CD-диске, CIGRE, 2013. С.2.2-8.
9. Захаров Ю.П., Бердин А.С., Герасимов А.С., Коваленко П.Ю., Мойсейченков А.Н. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний// Научные труды IV международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи», Новочеркасск. Лик, 2013. В 2-х т., т. 2, с. 234–237.
10. Бердин А.С., Коваленко П.Ю., Семенова Л.А., Захаров Ю.П., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. ПО мониторинга низкочастотных колебаний// Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013613618 от 18 апреля 2013 г.